

Kombikraftwerk für Sonne und Gas



Modellzeichnung vom „Flex Efficiency 50“: GE Energy verspricht mit seiner neuen Hybridanlage einen hohen Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung.

Sascha Rentzing
Dortmund

Die Entwicklung von effizienteren, umweltfreundlicheren Kraftwerken ist das Ziel weltweiter Forschung. Zu den neuesten Errungenschaften zählt ein Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD) mit 530 Megawatt (MW) Leistung, das dank zusätzlicher Abwärmenutzung und integrierter Solartechnik mehr Wasserdampf für die Stromproduktion bereitstellt. Dadurch steigt der Wirkungsgrad gegenüber derzeit gängigen GuD-Anlagen um sieben Prozentpunkte auf 65 Prozent.

Entwickelt hat die sogenannte „Flex Efficiency 50“-Anlage der US-Konzern GE Energy. Die Solartechnik liefert der kalifornische Solarkraftwerksbauer Esolar, an dem GE Energy beteiligt ist. Das Hybridkraftwerk kombiniert die GuD-Anlage mit einem Feld aus Hunderten Spiegeln, die Sonnenlicht auf einen Röhrenabsorber am oberen Ende eines Turms richten. Dort entsteht heißer Dampf, der für eine bessere Brennstoffausnutzung in den Wasser-Dampf-Kreislauf des Kraftwerks eingespeist wird.

Die Pioniere bauen in Spanien

Die neue Technik kann eine wichtige Rolle beim Umbau der Energiesysteme spielen. Klimaauflagen verpflichten Energieversorger in vielen Ländern, ihren Ökostromanteil zu erhöhen. Daher investieren sie in erneuerbare Energien oder Techniken wie das Hybridkraftwerk. „Es kann gegenüber herkömmlichen Kombikraftwerken jährlich bis zu 20 Millionen Kubikmeter Erdgas und 50.000 Tonnen Kohlendioxid-Emissionen einsparen“, sagt Marcus Scholz, Leiter Kombikraftwerke bei GE Energy.

Das Besondere am Hybridkraftwerk ist, dass der Solarteil Speichertechnik integrieren kann. Bisher

Immer mehr Anlagenbauer setzen auf eine Verbindung von fossilen und erneuerbaren Brennstoffen. Dabei wächst der Solarthermie eine neue Rolle zu. Die neuesten Kraftwerke gehen schon bald ans Netz – in Spanien.

schwankt die Energieerzeugung von Solarkraftwerken je nach Wetter, und der produzierte Strom lässt sich kaum zwischenspeichern.

Nichtso bei der Concentrated-Solar-Power-Technik (CSP): Sie speichert überschüssige Wärme in flüssigem Salz in großen Tanks und kann damit nach Bedarf Strom er-

zeugen. So kann die Solarthermie helfen, Lücken in der Photovoltaik- und Windstromerzeugung zu schließen. Das erste kommerzielles Hybridkraftwerk von GE Energy soll 2015 in der Türkei in Betrieb gehen.

Noch gefragter, um Solarenergie in die Energieversorgung einzubinden, sind allein stehende CSP-Anla-

gen, die ganz ohne fossile Brennstoffe auskommen – ihnen genügt die Sonne. Laut dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), das CSP-Systeme erforscht, soll die weltweit installierte Leistung dieser Kraftwerke von heute rund zwei MW bis 2020 auf 35.000 MW wachsen.

Bis Jahresende gehen in Spanien drei CSP-Anlagen ans Netz, die als wegweisend für künftige Projekte gelten. Ende September startet das Erlanger Unternehmen Solar Millennium bei Granada den dritten Block des weltgrößten Parabolrinnen-Kraftwerks. Mit 150 MW Gesamtleistung wird es eine halbe Million Menschen mit Strom versorgen und da-

bei rund 450.000 Tonnen Kohlendioxid pro Jahr einsparen. Anders als beim Solarturm werfen hier parabolisch gewölbte Spiegel das Sonnenlicht auf lange Röhren. Das darin zirkulierende Medium erhitzt sich auf 400 Grad Celsius, fließt durch einen Wärmetauscher und erzeugt Dampf, der über eine Turbine einen Generator antreibt.

Wenige Wochen später nimmt die Firma Torresol bei Cordoba das erste kommerzielle Turmprojekt mit Salzspeicher in Betrieb. Ende 2011 geht bei Murcia schließlich das erste Fresnel-Kraftwerk der Karlsruher Firma Novatec mit 30 MW Leistung ans Netz. Bei dieser Technik sammeln bodennahe Spiegel Strahlung ein und bündeln sie auf ein hochgelegtes Absorberrohr, in dem Wasser direkt verdampft.

Noch ist die Technik zu teuer

Ein Erfolg der spanischen Projekte könnte einen globalen CSP-Boom auslösen. In den USA planen die Entwickler bereits in gewaltigen Dimensionen. „Energieversorger haben von uns 2.000 MW Gesamtleistung in Kalifornien und Nevada in die Auswahl genommen“, sagt Solar-Millennium-Chef Christoph Wolff. Ebenso riesig ist die Pipeline der US-Solarturmbauer Brightsource und Solar Reserve. Mit 110 MW Leistung wird das Auftaktprojekt von Solar Reserve in Nevada doppelt so groß sein wie ein Andasol-Block in Spanien.

Um langfristig erfolgreich zu sein, müsse die Industrie allerdings deutlich Kosten senken, sagt DLR-Forscher Robert Pitz-Paal. Noch kann CSP nicht mit konventionellen Kraftwerken konkurrieren und ist auf staatliche Förderung angewiesen. Strom aus Solarthermie-Kraftwerken ist mit 18 Cent pro Kilowattstunde noch mehr als doppelt so teuer wie Energie aus neuen Kohle- und Gaskraftwerken.

Robert Pitz-Paal: „Solarthermie erzeugt Strom, wenn er auch gebraucht wird“

Ohne grundlastfähige solarthermische Kraftwerke wird der Umbau der Energiesysteme schwer gelingen, sagt Robert Pitz-Paal, Co-Direktor des Instituts für Solarforschung im Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt. Mit Pitz-Paal sprach Sascha Rentzing.

Handelsblatt: Der Kraftwerksbauer Solar Millennium will Projekte in den USA statt als solarthermische Blöcke mit Photovoltaik (PV) realisieren. Lohnt sich die Solarthermie nicht mehr?
Robert Pitz-Paal: Ich vermute, Solar Millennium kann die PV einfacher finanzieren. Ein PV-Kraftwerk ist sehr einfach großskalierbar. Jedes Modul liefert seinen Strom unabhängig vom anderen. Für die Concentrated-Solar-Power-Technologie (CSP) hingegen ist eine Mindestgröße erforderlich. Um diesen Aspekt für das



Robert Pitz-Paal

größte CSP-Kraftwerksprojekt der Welt mit mehr als einer Milliarde US-Dollar Investitionsvolumen abzusichern, ist eine immense Finanzstärke vonnöten.

Handelsblatt: Liefert die PV bereits den günstigeren Strom?

Pitz-Paal: Nein, aber sie bekommt manchmal die bessere Vergütung. Große solarthermische Kraftwerke können durch ihre Speichertechnik heute für etwa 18 Cent pro Kilowattstunde Strom genau dann erzeugen, wenn er ge-

braucht wird. Dieser Mehrwert wird bei der Vergütung oft nicht ausreichend berücksichtigt.

Handelsblatt: Steht die Solarthermie jetzt vor dem Aus?

Pitz-Paal: Nein, aber sie muss durch Innovationen und Skalierungseffekte günstiger werden. Mit neuen Technologien wie Solartürmen ließe sich dieser Trend beschleunigen. Allerdings sind dafür Anreize nötig.

Handelsblatt: Es gibt doch bereits Einspeisevergütungen für solarthermisch erzeugten Strom.

Pitz-Paal: Dadurch werden aber zu wenige Innovationen gefördert. 90 Prozent aller Solarkraftwerke in Spanien sind nahezu gleicher Bauart. Es braucht Technologieboni: Wer Effizienzgewinne vorweist, bekommt eine höhere Vergütung, um das erhöhte Technologieisiko abzudecken.